

0	04/06/2024	APROBADO PARA CONSTRUCCIÓN	Estudios Eléctricos	T.G.	C.C.
C	30/05/2024	EMITIDO PARA REVISIÓN DEL CLIENTE	Estudios Eléctricos	T.G.	C.C.
B	23/05/2024	EMITIDO PARA REVISIÓN DEL CLIENTE	Estudios Eléctricos	T.G.	C.C.
Rev	Fecha	Comentario	Elab.	Rev	Aprob

	Proyecto Planta Solar CEME-1			
	Nombre del Documento INFORME DE DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO PFV CEME1			
Código Documento No.	CEME1-ID-SE-EP-ANR-013			
		Elaboró:	Fecha	0
		ESTUDIOS ELÉCTRICOS	04/06/2024	
		Revisó:	Paginas	
T.G.	39			
Aprobó:				
C.C.				

Empresa
País
Proyecto
Descripción

Power China Chile Ltda
Chile
Parque Fotovoltaico CEME1
Informe de Mínimo Técnico



CÓDIGO DE PROYECTO EE-2021-147
CÓDIGO DE INFORME EE-EN-2024-0489
REVISIÓN 0

4 jun. 24





Este documento **EE-EN-2024-0489-R0** fue preparado para Power China Chile Ltda por el Grupo Estudios Eléctricos.

Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Andrés Capalbo
Sub-Gerente Dpto. Ensayos
andres.capalbo@estudios-electricos.com

Ing. Claudio Celman
Sub-Gerente Dpto. Ensayos
claudio.celman@estudios-electricos.com

Ing. Pablo Rifrani
Gerente Dpto. Ensayos
pablo.rifrani@estudios-electricos.com

Informe realizado en colaboración con todas las empresas del grupo: **Estudios Eléctricos S.A., Estudios Eléctricos Chile, Estudios Eléctricos Colombia y Electrical Studies Corp.**

Este documento contiene 39 páginas y ha sido guardado por última vez el 04/06/2024 por Nicolás Silva; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Revisión	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	23.05.2024	Para presentar	CiC	AC	PR
B	30.05.2024	Corrige según observaciones de cliente	NS	CiC	PR
0	04.06.2024	Corrige según observaciones de cliente	NS	CiC	PR

Todas las firmas digitales pueden ser validadas y autenticadas a través de la web de Estudios Eléctricos; <http://www.estudios-electricos.com/certificados>.



ÍNDICE

1	Introducción.....	4
	1.1 Fecha ensayo y personal auditor	6
	1.2 Medidores utilizados	6
	1.3 Nomenclatura Utilizada.....	7
2	ASPECTOS NORMATIVOS.....	8
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....	9
	3.1 Diagrama unilineal	9
	3.2 Datos de los paneles fotovoltaicos.....	13
	3.3 Datos de los inversores	15
	3.4 Datos de los transformadores de bloque.....	17
	3.5 Datos de los transformadores principales	18
	3.6 Datos de los consumos de SSAA	19
4	DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO.....	20
	4.1 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo.....	21
	4.1.1 Consideraciones para el cálculo de la Potencia Mínima Bruta	23
	4.1.2 Potencia de servicios auxiliares	25
	4.1.3 Pérdidas en los transformadores principales	26
	4.1.4 Pérdidas en red colectora de media tensión	27
	4.1.5 Determinación de la potencia mínima bruta	27
	4.1.6 Resultados.....	28
	4.2 Mínimo Técnico con inversor individual.....	29
	4.2.1 Mínimo Técnico Bruto.....	30
	4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares	31
	4.2.3 Potencia de Perdidas en la Central.....	31
	4.2.4 Mínimo Técnico Neto.....	33
	4.2.5 Resultados.....	33
5	CONCLUSIONES.....	34
6	ANEXOS	35
	6.1 Certificados de calibración de medidor de energía.....	35
	6.2 Antecedentes de la red colectora.....	36



1 Introducción

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico CEME1 de acuerdo con lo establecido en el “Anexo Técnico: Determinación de Mínimo Técnico en Unidades Generadoras”, cuyos aspectos más relevantes se destacan en la Sección 2.

Los resultados del presente informe se basan en ensayos realizados el día 30 de abril de 2024.

El Parque Fotovoltaico CEME1 se encuentra ubicado en la comuna de María Elena, Región de Antofagasta. Cuenta con una capacidad declarada de 380 MW en su punto de interconexión y se vincula al SEN a través de la S/E Miraje en 220kV mediante una nueva línea de transmisión de 1x220 kV de 9.2 km, propia del proyecto.

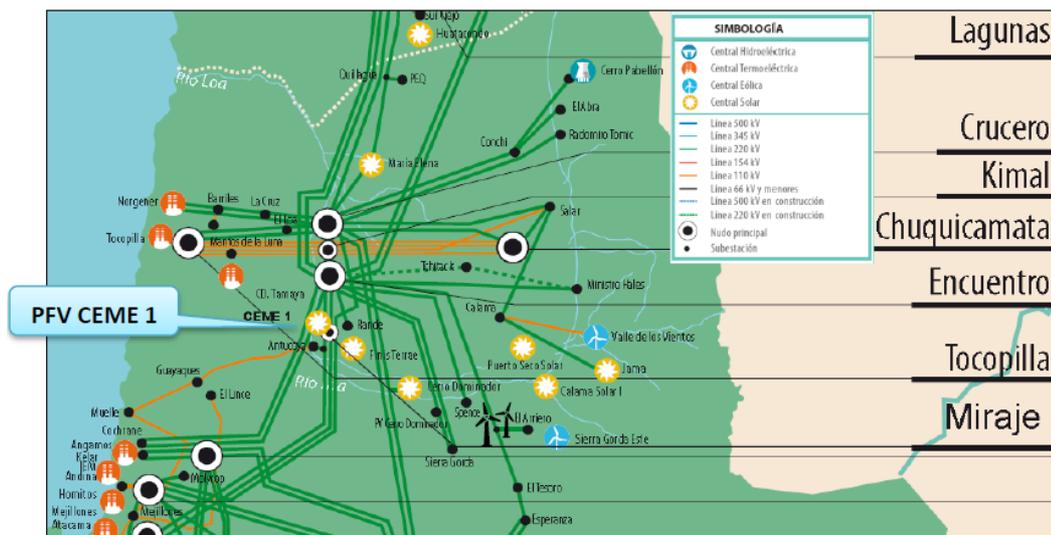


Figura 1.1 – Ubicación geográfica Parque Fotovoltaico CEME 1.

El parque se compone de 120 inversores marca SUNGROW modelo SG3125HV-30 con capacidad 3.437/3.125 MVA (@45°C/50°C) operando a 600V de tensión nominal. Los inversores se encuentran distribuidos en 60 centros de transformación, cada uno considera un transformador de tres devanados que permite la interconexión de dos inversores a fin de realizar la inyección de potencia en la red de media tensión de 33 kV.

El parque cuenta con una capacidad instalada en continua de 480.19 MW_{DC} distribuida en 882.720 paneles fotovoltaicos que se encuentran en estructuras de inclinación fija.



La red colectora está constituida por cables subterráneos y está dividida en 20 circuitos colectores que permiten la interconexión de tres centros de transformación cada uno. Además, se cuenta con cuatro circuitos colectores que permiten la conexión de bancos de condensadores de 10 MVAr cada uno.

El parque cuenta con cuatro barras principales de 33 kV, a cada una acometen 5 colectores de media tensión además de un alimentador asociado a uno de los bancos de condensadores. Desde allí, dos transformadores de tres devanados de 220 kV ($\pm 15 \times 0.667\%$) / 33 kV / 33 kV con capacidad nominal de 150/200/250 MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2) permitirá la vinculación entre el parque y la S/E Elevadora CEME1.

Los inversores se encuentran comandados por un control conjunto de planta (PPC) el cual permite el control de las variables eléctricas en su punto de interconexión.



1.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal	Fecha de ensayo
Ing. Nicolás Silva	30 de abril de 2024

Tabla 1.1 – Personal participante

1.2 Medidores utilizados

Denominación	Marca	Modelo	N° Serie
Adquisidor	Janitza	UMG 512 pro	4201-5361

Tabla 1.2 – Equipos utilizados

Además de lo mostrado en la Tabla 1.2, se cuenta con los siguientes datos complementarios:

- Variables a nivel inversor registradas cada 5 minutos:
 - Tensión en bornes
 - Corriente en bornes
 - Potencia activa
 - Potencia reactiva
- Variables ambientales registradas cada 5 segundos:
 - Temperatura ambiente
 - Irradiancia

Se aclara que, a pesar de contar con mediciones a nivel de inversores, se dieron algunas intermitencias en el registro de las variables de todas las unidades. Entonces, los cálculos realizados para la determinación del mínimo técnico se desarrollan utilizando el modelo de planta implementado en DigSilent.

La conexión del medidor Janitza se realizó en el paño J1 de la subestación CEME1, el cual corresponde al POI normativo del parque por ser el punto en alta tensión (220 kV) de los transformadores elevadores.



1.3 Nomenclatura Utilizada

La Figura 1.2 muestra un sistema equivalente de conexión de un parque fotovoltaico, el cual nos permite identificar y definir los siguientes elementos:

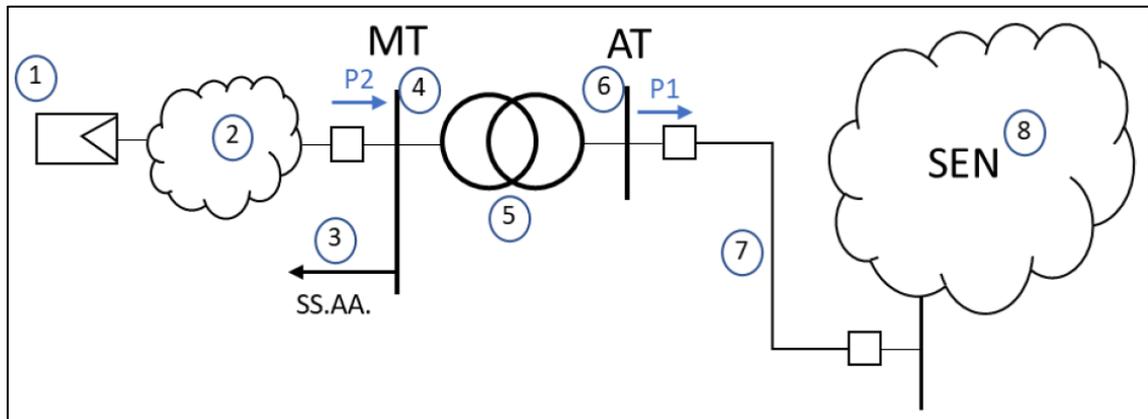


Figura 1.2 – Sistema equivalente parque fotovoltaico

- 1) **Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque fotovoltaico.
- 2) **Pérdidas en sistema colector del parque (Pcolector):** Corresponde a las pérdidas del sistema colector del parque fotovoltaico, principalmente en cables de baja y media tensión, y en los transformadores colectores que elevan de baja a media tensión.
- 3) **Servicios Auxiliares de la central (SS.AA.).**
- 4) **Barra de media tensión (MT):** Corresponde a la tensión en el lado de baja tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.
- 5) **Transformador de Poder:** Equipo elevador presente en la subestación de salida del parque fotovoltaico.
- 6) **Barra de alta tensión (AT):** Corresponde a la tensión en el lado de alta tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.
- 7) **Línea dedicada de la central:** Línea de alta tensión que vincula el parque fotovoltaico con el sistema eléctrico.
- 8) **Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**



2 ASPECTOS NORMATIVOS

El “**Anexo Técnico**: Determinación de Mínimo Técnico en Unidades Generadoras” establece cómo determinar e informar la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al sistema. Este mínimo deberá obedecer sólo a restricciones técnicas de operación de la unidad.

Se determinan valores de Mínimo Técnico, considerando distintas condiciones operativas del Parque Fotovoltaico CEME1, entre las que se distinguen los siguientes escenarios:

- **Mínimo Técnico con el parque completamente operativo:** valor de potencia activa bruta mínima con la cual el parque puede operar considerando todos los inversores y elementos de la red colectora en servicio y en condiciones de operación estables.
- **Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio:** valor de potencia activa bruta mínima entregada por un único inversor.

Se aclara que el PPC no cuenta con la capacidad de ir apagando inversores de forma controlada hasta lograr la operación con un inversor individual.



3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El Parque Fotovoltaico CEME1 se encuentra ubicado en la comuna de María Elena, Región de Antofagasta. Cuenta con una capacidad total de 380 MW y se vincula al SEN a través de la S/E Miraje en 220kV mediante una nueva línea de transmisión de 9.2 km, propia del proyecto.

El parque se compone de 120 inversores marca SUNGROW modelo SG3125HV-30 con capacidad 3.437/3.125 MVA (@45°C/50°C) operando a 600V de tensión nominal. Los inversores se encuentran distribuidos en 60 centros de transformación, cada uno considera un transformador de tres devanados que permite la interconexión de dos inversores a fin de realizar la inyección de potencia en la red de media tensión de 33 kV.

El parque cuenta con una capacidad instalada en continua de 480.19 MW_{DC} distribuida en 882.720 paneles fotovoltaicos que se encuentran en estructuras de inclinación fija.

La red colectora está constituida por cables subterráneos y está dividida en 20 circuitos colectores que permiten la interconexión de tres centros de transformación cada uno. Además, se cuenta con cuatro circuitos colectores que permiten la conexión de bancos de condensadores de 10 MVar cada uno.

El parque cuenta con cuatro barras principales de 33 kV, a cada una acometen 5 colectores de media tensión además de un alimentador asociado a uno de los bancos de condensadores. Desde allí, dos transformadores de tres devanados de 220 kV ($\pm 15 \times 0.667\%$) / 33 kV / 33 kV con capacidad nominal de 150/200/250 MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2) permitirá la vinculación entre el parque y la S/E Elevadora CEME1.

3.1 Diagrama unilineal

En la Figura 3.1 se presenta el diagrama unifilar general del Parque Fotovoltaico CEME1. En tanto, en las Figura 3.2 y Figura 3.3 se muestra el detalle de la red colectora del parque. Adicionalmente, se muestra en el anexo 6.2 la longitud y tipo de red colectora en cada tramo los cuales han sido utilizados en el modelo entregado en su totalidad.

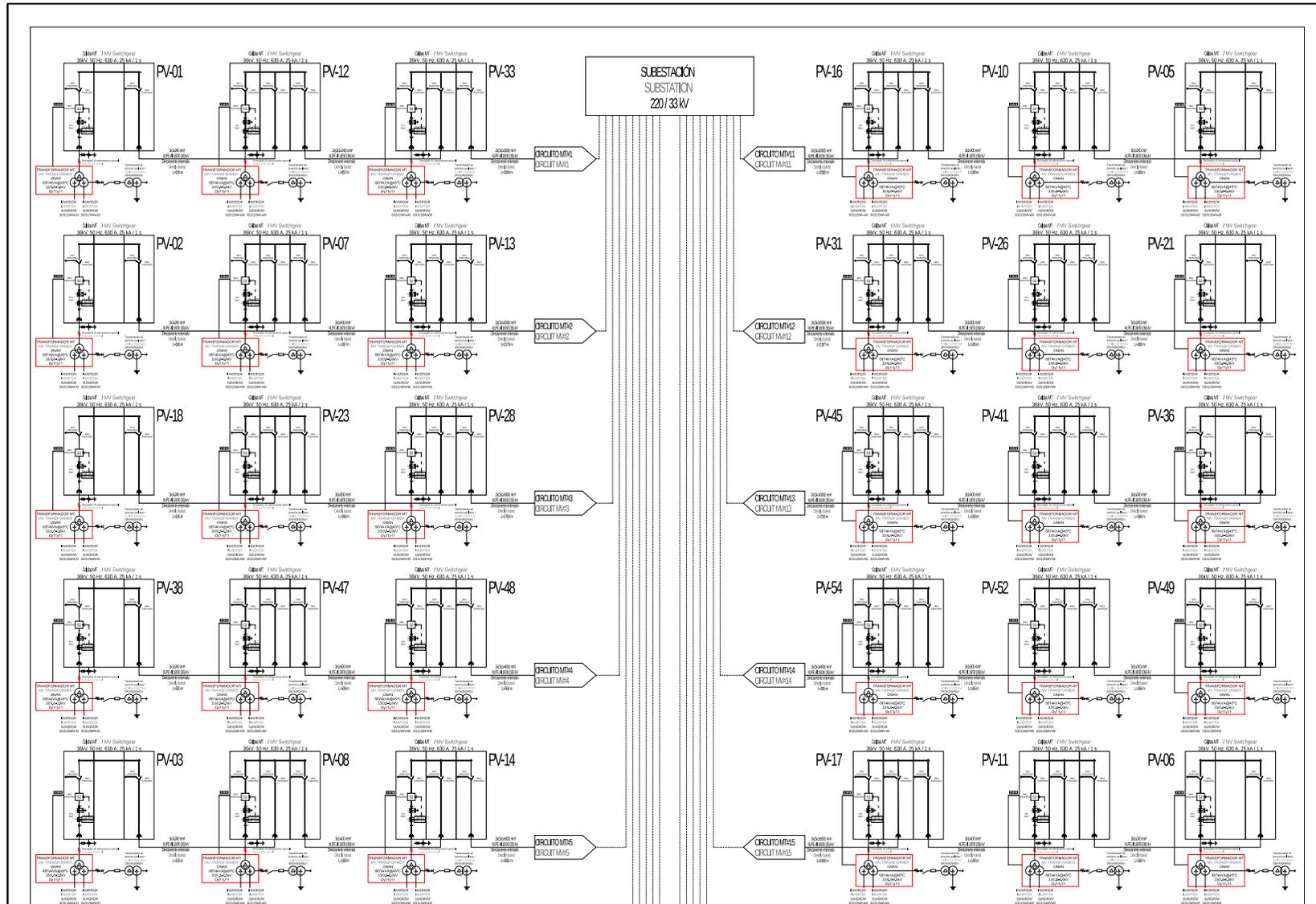


Figura 3.2 – Red colectora de Parque Fotovoltaico CEME1 (1 de 2)

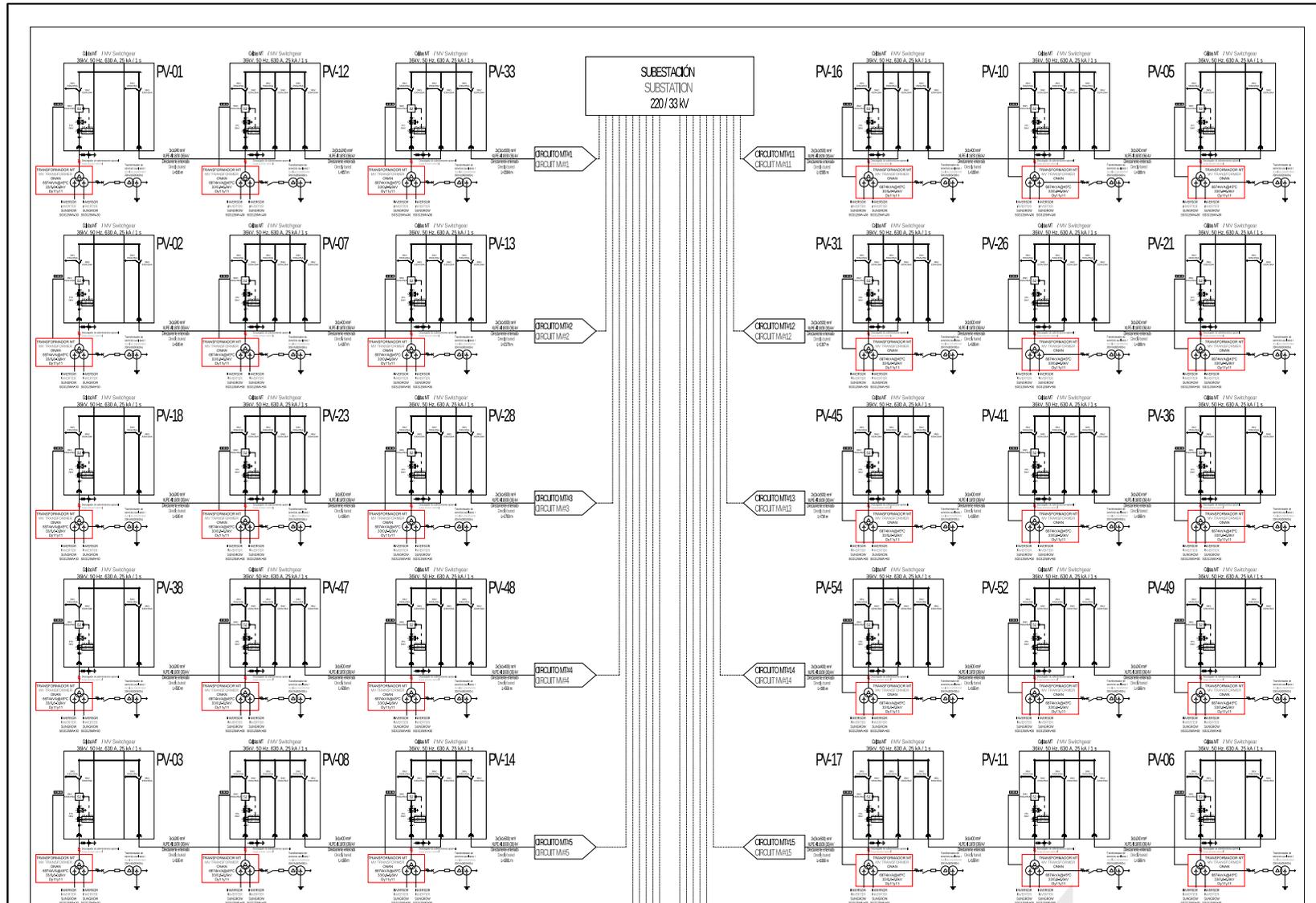


Figura 3.3 – Red colectora de Parque Fotovoltaico CEME1 (2 de 2)



En la Tabla 3.1 se describe la distribución de paneles en el parque según su potencia nominal.

Modelo	Cantidad módulos	Potencia DC [MW]
JAM72S30-540 - 540W	178.560	96.42
JAM72S30-545 - 545W	704.160	383.77
Total	882.720	480.19

Tabla 3.1 – Distribución de paneles fotovoltaicos

La distribución de los paneles fotovoltaicos en la planta se presenta a continuación.

CONFIGURACIÓN DE PLANTA	
Potencia DC:	- 480.189.600 Wp
Inversores:	- 120 x SUNGROW SG3125HV (3,437 MVA@45°C)
Estación Transformadora:	- 60 x SUNGROW SG6250HV-MV
Subcampos:	- 60
Módulos :	- 178.560 módulos de 540Wp JA SOLAR JAM72S30-540/MR - 704.160 módulos de 545Wp JA SOLAR JAM72S30-545/MR - 29.424 strings de 30 módulos en serie por STRING
Estructura:	- 4v x 60 módulos con 2 x 240 módulos por estructura (2 x 8 strings) - 5° inclinación fija - Pitch: 22,782 m - Azimuth: ±90° (Este / Oeste)
12 Subcampos (PV-03 a PV-06, PV-08 a PV-11, PV-14 a PV-17):	- 496 strings de 30 módulos de 540Wp - 2 inversores SG3125HV por subcampo (2 x 3,437 MVA@45°C) - 1 Transformador MV/LV (6,874 MVA@45°C)
21 Subcampos (PV-01, PV-02, PV-07, PV-12, PV-13, PV-18, PV-23, PV-28, PV-38, PV-49 a PV-60)	- 480 strings de 30 módulos de 545Wp - 2 inversores SG3125HV por subcampo (2 x 3,437 MVA@45°C) - 1 Transformador MV/LV (6,874 MVA@45°C)
27 PV Fields (PV-19 a PV-22, PV-24 a PV-27, PV-29 a PV-32, PV-33 a PV-37, PV-39 a PV-48):	- 496 strings de 30 PV módulos de 545Wp - 2 inversores SG3125HV por subcampo (2 x 3,437 MVA@45°C) - 1 Transformador MV/LV (6,874 MVA@45°C)

Figura 3.5 – Distribución de paneles en la planta

A partir de lo presentado en la Figura 3.5 se puede determinar que la potencia instalada en paneles fotovoltaicos asociada a cada inversor es de 4.0 MW_{DC} como promedio, superior a la capacidad de potencia de salida en alterna de los equipos. Como se ha indicado anteriormente, los paneles se agrupan en estructuras de inclinación fija (sin sistema de seguimiento).



3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico CEME1 cuenta con 120 inversores marca SUNGROW, modelo SG3125HV-MV-30. Los inversores son de 3.437/3.125 MVA (@45°C / 50°C) de potencia aparente nominal y sus principales características se presentan en la Figura 3.6.

Type designation	SG3125HV-30
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V (875 V – 1300V settable)
MPP voltage range	875 – 1300 V
No. of independent MPP inputs	2
No. of DC inputs	20 (floating)
Max. PV input current	3997 A
Max. DC short-circuit current	10000 A
Output (AC)	
AC output power	3437 kVA @ 45 °C / 3125 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	3308 A
Nominal AC voltage	600 V
AC voltage range	510 – 660 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency	99.0 % / 98.7 %
Protection	
DC input protection	Load break switch + fuse
AC output protection	Circuit breaker
Surge protection	DC Type I + II / AC Type I+II
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes
Insulation monitoring	Yes
Overheat protection	Yes
Q at night function	Yes
General Data	
Dimensions (W*H*D)	2280 * 2280 * 1600 mm
Weight	3.2 T
Topology	Transformerless
Degree of protection	IP65
Night power consumption	< 200 W
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	Touch screen
Communication	Standard: RS485, Ethernet
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116
Grid support	Q at night function, L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

Figura 3.6 – Hoja de datos de inversores



Se aprecia en la Figura 3.7, que el consumo interno de cada inversor en operación se estima en 4.105 kW y se considerará dicho valor en el cálculo de consumos de Servicios Auxiliares del parque.

SG3125HV		Max self-consumption-in- operation (W)	Standby Consumption (W)
Inverters	Control-power-consumption	312	200
	Fans consumption@full power	3508	0
LV cabinet	Monitoring	15	15
	Light	0	0
	Fans of container activated @>40C ambient Temp.	0	0
	Fans of LV cabinet	64	0
	Aux. transformer 6.4KVA	206	200
Max. in total		4105	415

Figura 3.7 – Detalle de consumos propios de los inversores.

La curva de capacidad de los inversores cumple con la forma mostrada en la Figura 3.8.

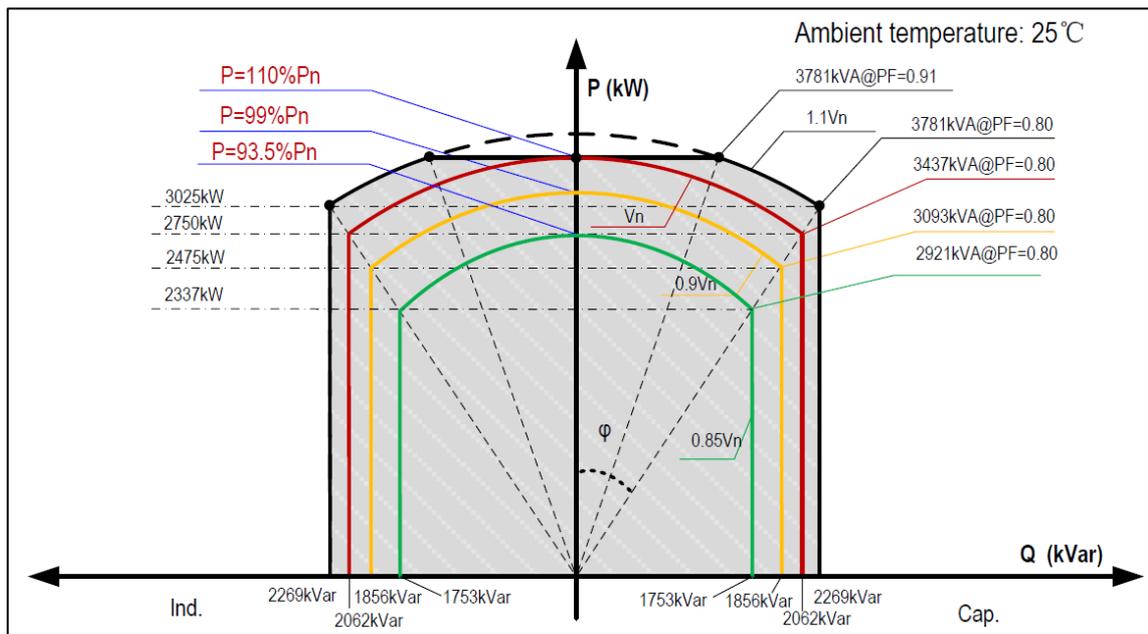


Figura 3.8 – Curva de capacidad de los inversores



3.4 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico CEME1 cuenta con 60 transformadores de bloque de 3 devanados que permiten la interconexión de dos inversores cada uno. Su relación de transformación es de 0.6 / 0.6 / (33±2x2.5%) kV y de 6.250 MVA de capacidad nominal. Los transformadores pueden operar en sobrecarga permanente a una potencia de 6.874 MVA.

Los datos característicos de los mismos se muestran en la Tabla 3.2.

Parámetro	Valor devanado 1	Valor devanado 2
Potencia nominal	3.125/3.437 MVA	3.125/3.437 MVA
Refrigeración	ONAN	ONAN
Tensión nominal lado HV	33 kV	33 kV
Tensión nominal lado LV	0.6 kV	0.6 kV
Grupo de conexión	Dy11y11	
Impedancia	12.39% @3.125 MVA	12.13% @3.125 MVA
Pérdidas en carga	25.48 kW	24.29 kW
Pérdidas en vacío	4.737 kW	
Corriente en vacío	0.17 %	
Posiciones de TAP	±2 x 2.5 % (enrollado de alta tensión)	

Tabla 3.2 – Datos de los transformadores de bloque



3.5 Datos de los transformadores principales

El Parque Fotovoltaico CEME1 cuenta con 2 transformadores elevadores de tres devanados de relación 220 kV ($\pm 15 \times 0.667\%$) / 33 kV / 33 kV con capacidad nominal de 150/200/250 MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2) permitirá la vinculación entre el parque y la S/E Elevadora CEME1.

Los datos característicos de los mismos se muestran en la Tabla 3.3.

Parámetro	Valor devanado 1	Valor devanado 2
Potencia nominal	75/100/125 MVA	75/100/125 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF1/ONAF2	ONAN/ONAF1/ONAF2
Tensión nominal lado HV	220 kV	220 kV
Tensión nominal lado LV	33 kV	33 kV
Grupo de conexión	YNd11d11	
Impedancia	21.10% @125 MVA	21.22% @125 MVA
Pérdidas en carga	279.94 kW	282.51 kW
Pérdidas en vacío	94.57 kW	
Corriente en vacío	0.06 %	
Posiciones de TAP	$\pm 15 \times 0.667\%$ (enrollado de alta tensión)	

Tabla 3.3 – Datos de los transformadores principales



3.6 Datos de los consumos de SSAA

El Parque Fotovoltaico CEME1 cuenta con dos transformadores de poder de 300 kVA de potencia aparente nominal cada uno para alimentar sus servicios auxiliares. Estos transformadores cuentan con un devanado de baja tensión de 0.4 kV y un enrollado de alta tensión de 33 kV.

En el documento “CEME1-ID-SE-ES-EDC-013 Calculo de capacidad sistema CA” (adjunto) se presenta la memoria de cálculo asociada a los consumos auxiliares de la instalación.

En la Figura 3.9 se presenta el resumen de cargas, se aprecia un valor de potencia para consumos esenciales de 203.44 kW. En la Tabla 3.4 se muestran los datos característicos de los transformadores.

SUMATORIA DE CARGAS		
SUMATORIA DE CARGAS ESENCIALES	203444	W
SUMATORIA DE CARGAS NO ESENCIALES	52129	W
SUMATORIA TOTAL (CARGAS ESENCIALES + NO ESENCIALES)	255573	W
FACTOR DE SIMULTANEIDAD (Fs)	0,80	
FACTOR DE RESERVA (Fr)	1,3	
FACTOR DE POTENCIA (Fp)	0,9	

Figura 3.9 – Resumen de cargas de servicios auxiliares

Parámetro	Valor
Potencia nominal	300 kVA
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado LV	0.4 kV
Grupo de conexión	Dyn11
Impedancia	6.0%
Pérdidas en carga	5.7 kW
Pérdidas en vacío	1.02 kW

Tabla 3.4 – Datos de los transformadores de SSAA



4 DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO

El “**Anexo Técnico: Determinación de Mínimo Técnico en Unidades Generadoras**” establece cómo determinar e informar la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al sistema. Este mínimo deberá obedecer sólo a restricciones técnicas de operación de la unidad.

Tal como se ha mencionado en el capítulo 2 se determina el **Mínimo Técnico con el parque completamente operativo** y considerando la operación de un **único inversor**.

Para cada una de las pruebas de Mínimo Técnico realizadas, se reportan los valores de potencia según se desglosan en la siguiente tabla de resultados, las definiciones se encuentran a continuación.

Parque Fotovoltaico	Potencia Mínima Bruta [MW]	Consumos propios [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Mínima Neta [MW]
CEME1	(1)	(2)	(3)	(4)

Tabla 4.1 – Tabla resumen de valores a presentar

- (1) **Potencia Bruta:** Corresponde a la sumatoria de potencia bruta medida directamente en bornes de la unidad de generación con sus consumos propios.
- (2) **Potencia de SS. AA:** Corresponde a la suma de los consumos propios promedio de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los SS.AA. de la central.
- (3) **Pérdidas en la central:** Corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central (kW) y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.
- (4) **Potencia Neta del parque:** Potencia inyectada en la S/E Elevadora CEME1 220 kV (POI).



4.1 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo

El día 30 de abril de 2024, entre las 11:15:00 y 11:35:00 horas, se realizó el ensayo de mínimo técnico con la totalidad de los inversores y elementos de red del Parque Fotovoltaico CEME1 en servicio. Se presentan a continuación los registros correspondientes.

En la Figura 4.1 se muestra la potencia neta medida ($P_{Neta,med}$) en el periodo de pruebas, en la Figura 4.2 se presentan las condiciones de potencia reactiva y tensión durante los ensayos.

En la Figura 4.3 se muestra el registro de irradiancia del día completo del ensayo, enmarcando el período de prueba efectiva.

A continuación, se realiza el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 4.1. Para el desarrollo de los cálculos se han considerado los valores medios de cada variable en el período comprendido entre las 11:15:00 y 11:35:00 horas.

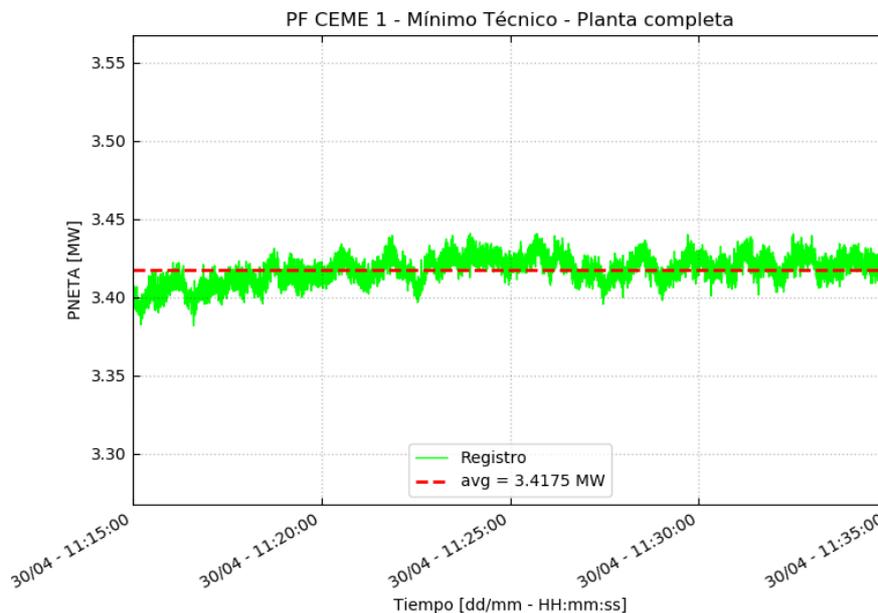


Figura 4.1 – Mínimo Técnico – Planta completa – Potencia neta

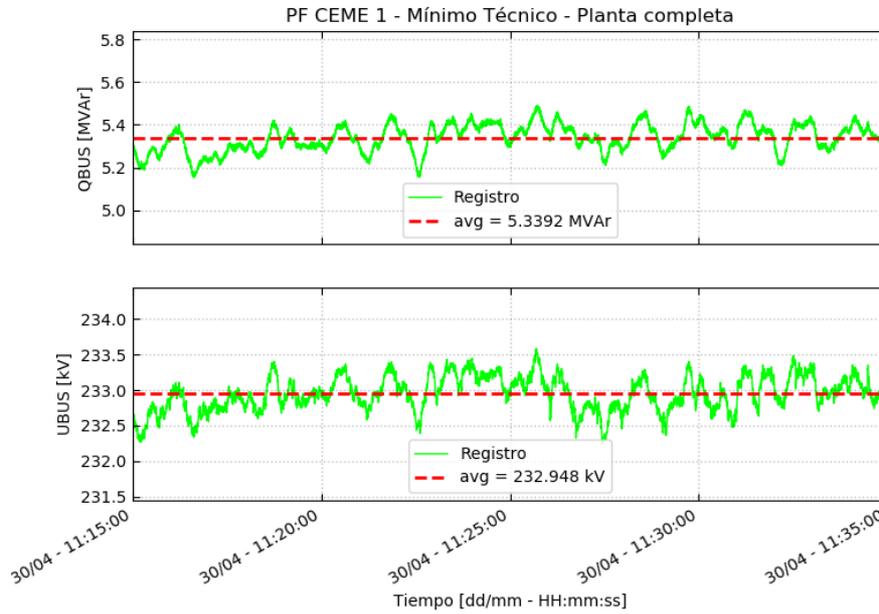


Figura 4.2 – Mínimo Técnico – Planta completa – Condiciones de red

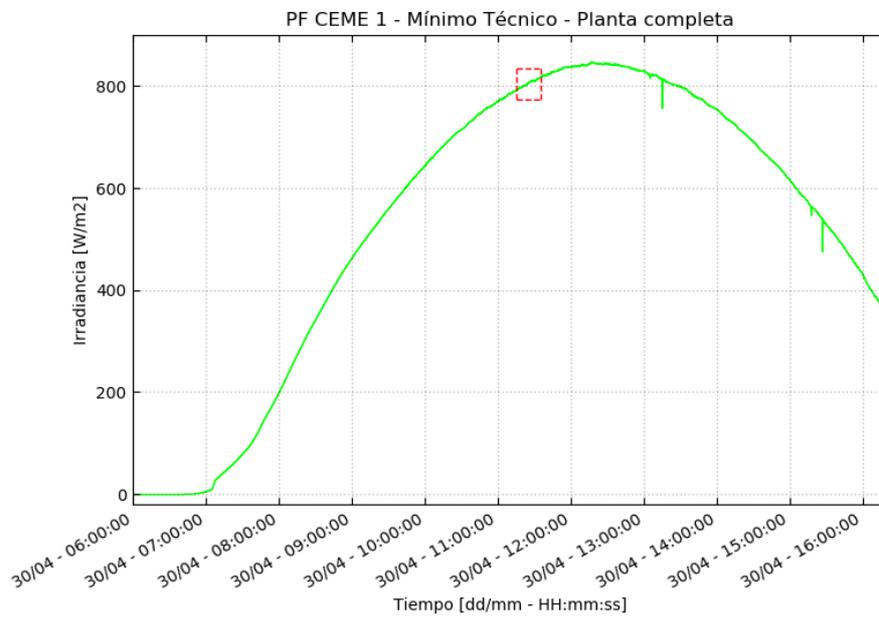


Figura 4.3 – Mínimo Técnico – Planta completa – Irradiancia día completo



4.1.1 Consideraciones para el cálculo de la Potencia Mínima Bruta

Para poder determinar el valor de mínimo técnico bruto en condiciones de ensayo ($P_{Bruta,ens}$) es necesario calcular el valor de pérdidas totales del parque. La potencia de pérdidas totales ($L_{Totales}$) considera las pérdidas del transformador principal, las pérdidas en la red colectora en la condición de ensayo y la potencia asociada a consumos de servicios auxiliares.

$$P_{Bruta,ens} = P_{Neta,med} + L_{Totales}$$

El valor de potencia de pérdidas totales debe ser desglosado en los siguientes elementos:

- P_{SSAA} : Potencia de Servicios Auxiliares
- $P_{Perd,tr_{ppal}}$: Pérdidas en los transformadores principales
- $P_{Perd,redMT}$: Pérdidas en red colectora de media tensión

$$L_{Totales} = P_{SSAA} + P_{Perd,tr_{ppal}} + P_{Perd,redMT}$$

Para determinar el valor de pérdidas asociada a cada elemento y obtener el valor de potencia bruta del parque, se realizan simulaciones de flujo de potencia sobre la red detallada del Parque Fotovoltaico CEME1 implementada en DigSilent. El modelo fue desarrollado y validado por Estudios Eléctricos y se presenta en la Figura 4.4.

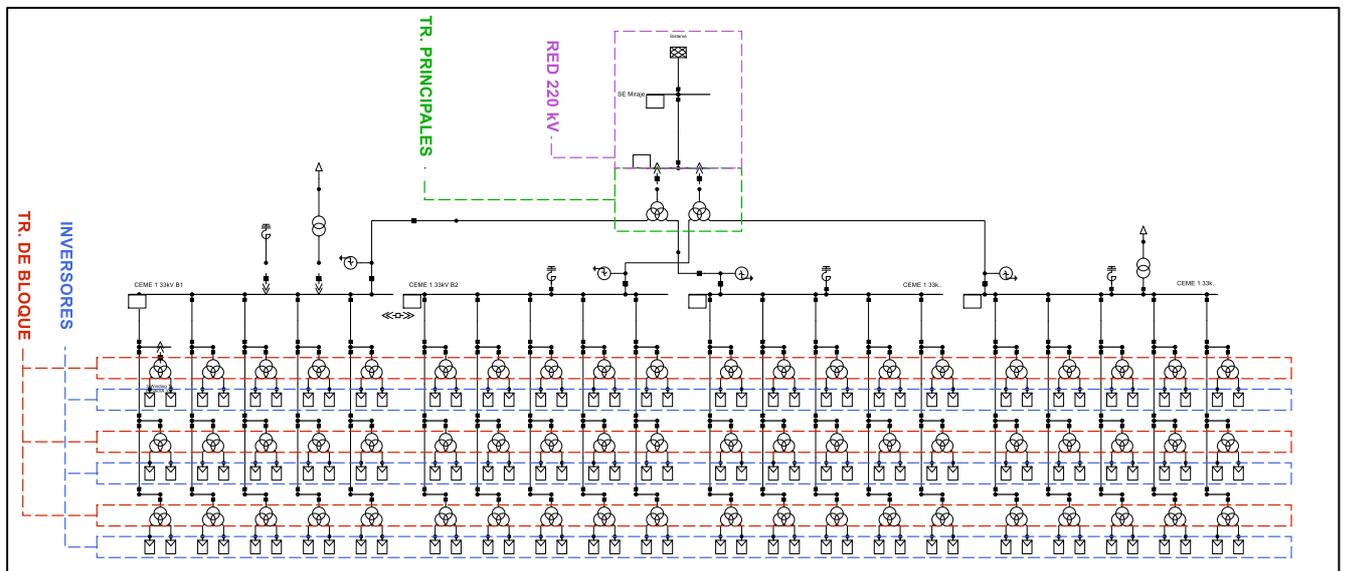


Figura 4.4 – Red Desarrollada

En base a lo presentado en la sección 3.6, se estiman los consumos de servicios auxiliares en 203.44 kW. Para las simulaciones esta carga se ha dividido en partes iguales entre los dos transformadores de SSAA.



A continuación, corresponde determinar la potencia generada por cada inversor tal de que se obtenga la potencia neta registrada en la Figura 4.1. Cabe mencionar que también se replican las condiciones de tensión e inyección de potencia reactiva de los ensayos (ver Figura 4.2).

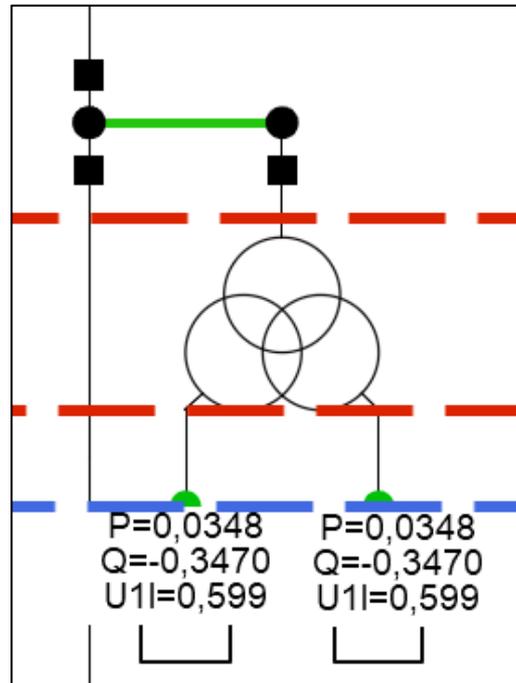


Figura 4.5 – Flujo de potencia – Potencia de inversores

La Figura 4.5 muestra el detalle de despacho de los inversores para el flujo de potencia realizado, en base a los resultados obtenidos se determina la potencia de despacho de cada inversor. Considerando las 120 unidades del parque en servicio, se puede determinar la potencia total en bornes de los inversores (P_{INV}).

$$P_{INV} = 120 * 0.0348 \text{ MW} = 4.1760 \text{ MW}$$



4.1.2 Potencia de servicios auxiliares

La potencia de servicios auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor por la cantidad de inversores en servicio, más los servicios auxiliares de la planta.

Según lo presentado en la Figura 3.7 el consumo interno de cada inversor se estima en 4.105 kW. Además, se debe considerar la potencia de ambos transformadores de SSAA ($P_{tr,SSAA}$) ubicados en la S/E CEME1y que alimentan la carga correspondiente.

En la Figura 4.6 se presenta el detalle de los valores obtenidos para los transformadores de SSAA.

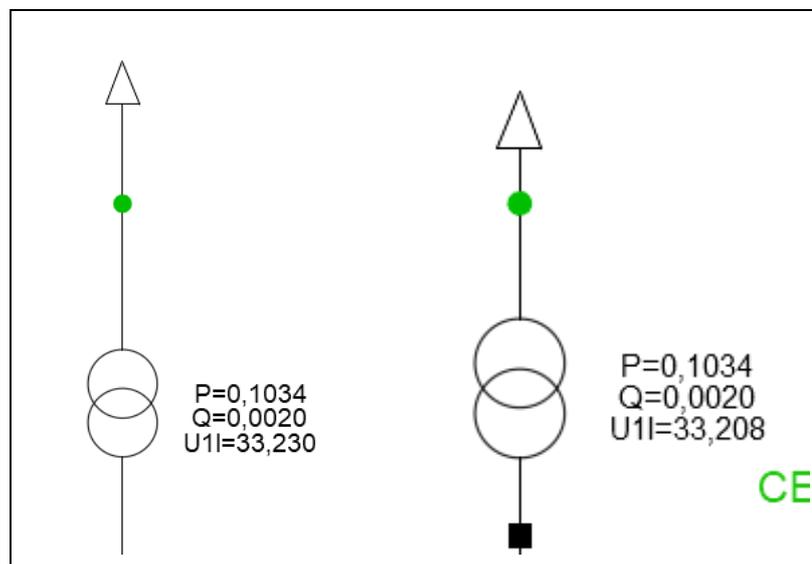


Figura 4.6 – Flujo de potencia – Potencia de transformadores de SSAA

$$P_{tr,SSAA} = 0.2068 \text{ MW}$$

Considerando estos datos se obtiene la potencia de servicios auxiliares.

$$P_{SSAA} = N^{\circ} \text{ INV} * \text{Consumos Propios} + P_{tr,SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 120 * 4.105 \text{ kW} + 0.2068 \text{ MW} = 0.6994 \text{ MW}$$



4.1.3 Pérdidas en los transformadores principales

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados se determinan las pérdidas asociadas a los transformadores principales. Las pérdidas se calculan mediante la diferencia entre la potencia de salida de las 4 barras principales de 33 kV (P_{33kV}) y la potencia de salida por el lado de 220 kV de los transformadores, que corresponde a la potencia neta registrada.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = P_{33kV} - P_{Neta,med}$$

En la Figura 4.7 se presenta el detalle de las pérdidas obtenidas mediante simulación.

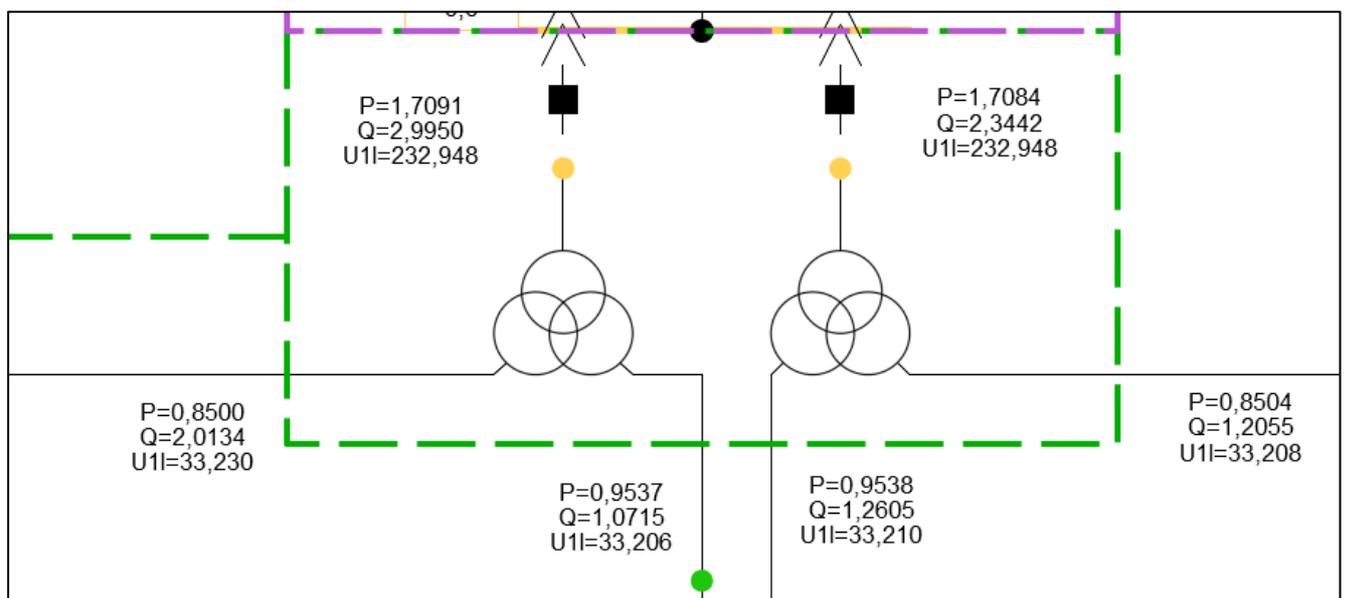


Figura 4.7 – Flujo de potencia – Potencia de transformadores principales

Considerando los datos presentados se obtiene el valor de Pérdidas en los transformadores principales. Siendo:

$$P_{33kV} = 0.8500 + 0.9537 + 0.9538 + 0.8504 = 3.6079 \text{ MW}$$

$$P_{Neta,med} = 3.4175 \text{ MW (Ver Figura 4.1)}$$

Por lo tanto, el valor de Pérdidas en los transformadores principales es:

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 3.6079 \text{ MW} - 3.4175 \text{ MW} = 0.1904 \text{ MW}$$



4.1.4 Pérdidas en red colectora de media tensión

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados se determinan las pérdidas asociadas a la red colectora de media tensión. Este valor se calcula mediante la diferencia entre la potencia despachada por los inversores y la potencia de salida en las 4 barras principales de 33 kV, descontando la potencia asociada a los transformadores de SSAA.

$$P_{Perd.redMT} = P_{INV} - P_{33kV} - P_{tr,SSAA}$$

Considerando los valores presentados en las secciones precedentes se obtiene el resultado.

$$P_{Perd.redMT} = 4.1760 \text{ MW} - 3.6079 \text{ MW} - 0.2068 \text{ MW} = 0.3613 \text{ MW}$$

4.1.5 Determinación de la potencia mínima bruta

A partir de los valores de pérdidas determinados en las secciones precedentes se puede determinar la potencia de pérdidas totales.

$$L_{Totales} = P_{SSAA} + P_{Perd,tr_{ppal}} + P_{Perd,redMT}$$

$$L_{Totales} = 0.6994 \text{ MW} + 0.1904 \text{ MW} + 0.3613 \text{ MW} = 1.2511 \text{ MW}$$

Con este valor de pérdidas y el mínimo técnico neto medido, se puede determinar la potencia de mínimo técnico bruto del parque en la condición de ensayos.

$$P_{Bruta,ens} = P_{Neta,med} + L_{Totales}$$

$$P_{Bruta,ens} = 3.4175 \text{ MW} + 1.2511 \text{ MW} = 4.6686 \text{ MW}$$



4.1.6 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados.

Parque Fotovoltaico	Potencia Mínima Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Mínima Neta [MW]
CEME1	4.6686	0.6994	0.5517 ¹	3.4175

Tabla 4.2 – Mínimo Técnico – Parque Fotovoltaico CEME1 – Planta completa

La potencia bruta calculada implica un despacho medio de 34.8 kW para cada inversor, correspondiente al 1% capacidad instalada de 3.437 MW de los inversores.

¹ Considera 0.1904 MW de pérdidas en los transformadores principales y 0.3613 MW de pérdidas en la red colectora de media tensión.



4.2 Mínimo Técnico con inversor individual

El día 30 de abril de 2024, entre las 9:50:00 y 10:15:00 horas, se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando la operación de un único inversor y todos los elementos de red del Parque Fotovoltaico CEME1 en servicio. Para lograr esta condición se debe dar una orden de detención a todas las unidades de la planta a excepción de una unidad, es este caso el inversor CT09-2. Esto se realiza directamente desde SCADA de operación y no requiere maniobras manuales.

De igual forma, se declara que los inversores no poseen una limitación en cuanto al tiempo que puede mantenerse en la condición indicada.

En la Figura 4.8 se muestra la potencia neta medida ($P_{Neta,med}$) en el periodo de pruebas, en la Figura 4.9 se presenta la potencia generada por el inversor (P_{INV}) en servicio.

En la Figura 4.10 se muestra el registro de irradiancia del día completo del ensayo, enmarcando el período de prueba efectiva.

A continuación, se realiza el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 4.1. Para el desarrollo de los cálculos se han considerado los valores medios de cada variable en el período comprendido entre las 9:50:00 y 10:15:00 horas.

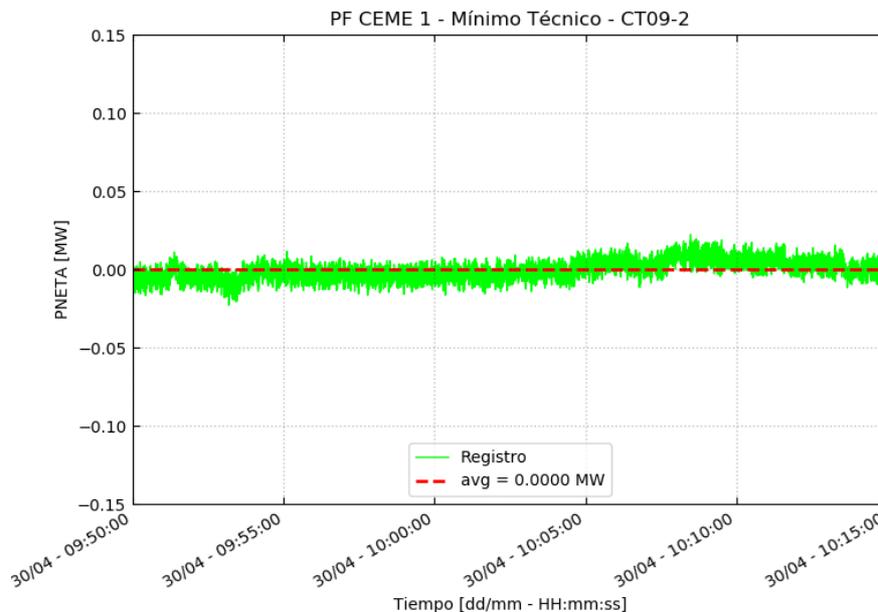


Figura 4.8 – Mínimo Técnico – Inversor individual – Potencia neta

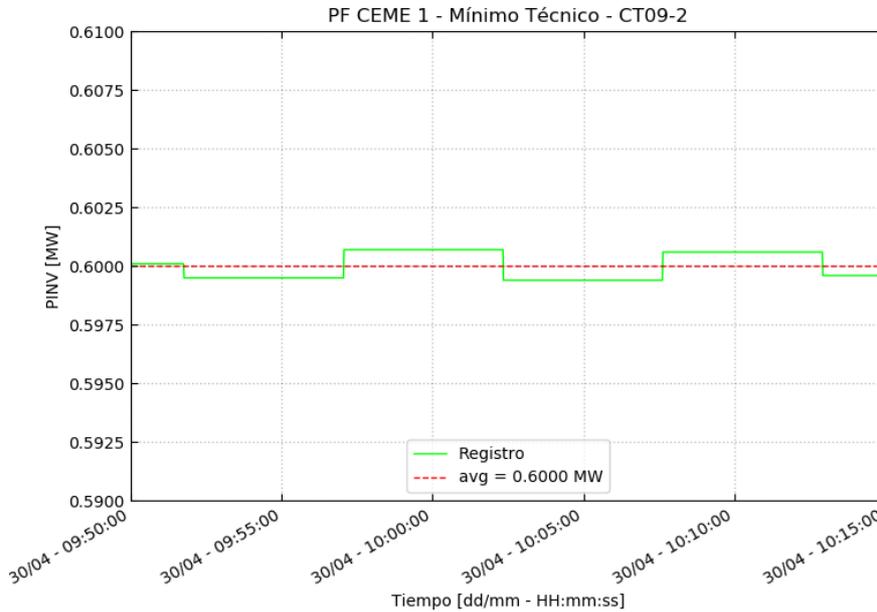


Figura 4.9 – Mínimo Técnico – Inversor individual – Potencia de inversor

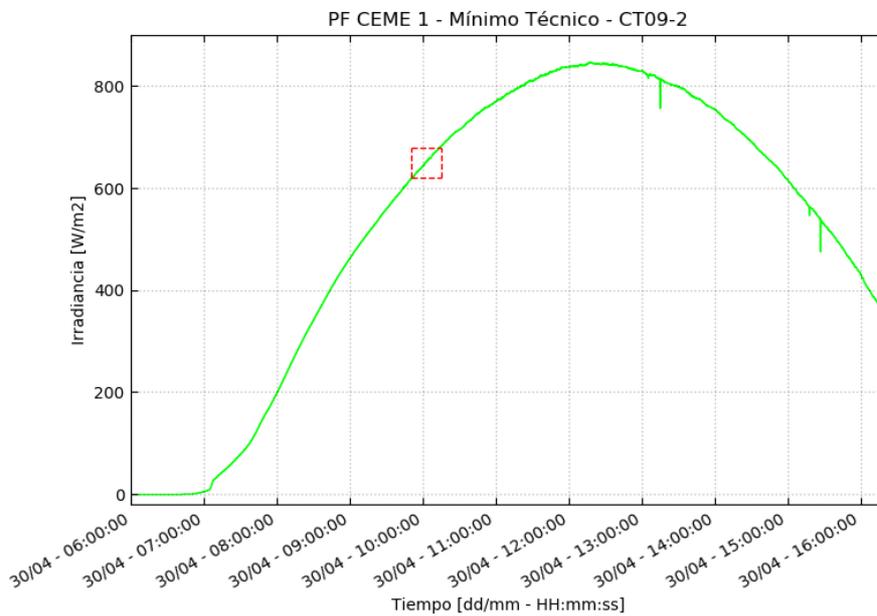


Figura 4.10 – Mínimo Técnico – Inversor individual – Irradiancia día completo

4.2.1 Mínimo Técnico Bruto

La medición de potencia presentada en la Figura 4.9, se realiza en bornes del equipo y ya se encuentran descontados los consumos propios del equipo. Estos consumos se estiman en 4.105 kW



según se observa en la Figura 3.7. El valor de **Mínimo Técnico Bruto** (P_{Bruta}) se obtiene según la siguiente expresión.

$$P_{Bruta} = P_{INV} + N^{\circ} INV \times Consumos \text{ propios}$$

$$P_{Bruta} = 0.6000 \text{ MW} + 1 \times 4.105 \text{ kW} = 0.6041 \text{ MW}$$

4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La **Potencia de Servicios Auxiliares** (P_{SSAA}) corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando la única unidad en servicio) más los consumos del transformador de SSAA ($P_{TR,SSAA}$) estimados en la sección 3.6.

Según se observa en la Figura 3.7, el consumo interno de cada inversor se estima en 4.105 kW.

En base a estos datos se procede a calcular la **Potencia de Servicios Auxiliares**.

$$P_{SSAA} = 1^{\circ} INV \times Consumos \text{ Propios} + P_{TR,SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 1 \times 4.105 \text{ kW} + 203.44 \text{ kW} = 207.545 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA} = 0.2075 \text{ MW}$$

4.2.3 Potencia de Pérdidas en la Central

La **Potencia de Pérdidas en la Central** ($P_{perd,central}$) corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central y en la red de media tensión que considera los transformadores de bloque y circuitos colectores de la planta.

La potencia de pérdidas de la central se obtiene considerando la diferencia entre la potencia neta (ver Figura 4.8) y la potencia generada por el inversor (ver Figura 4.9). Además, se deben considerar los consumos de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 203.44 kW según se presenta en la sección 3.6.

La expresión para el cálculo de potencia de pérdidas de la central se presenta a continuación.



$$P_{perd,central} = P_{INV} - P_{TR,SSAA} - P_{Neta}$$

$$P_{perd,central} = 0.6000 \text{ MW} - 0.2034 \text{ MW} - 0.0000 \text{ MW} = 0.3966 \text{ MW}$$

El valor de potencia de pérdidas de la central debe ser desglosado en los siguientes elementos:

- Pérdidas en transformador principal ($P_{perd,TRppal}$)
- Pérdidas en red colectora de media tensión ($P_{perd,redMT}$)

La potencia de pérdidas del transformador principal ($P_{perd,TRppal}$) considera las pérdidas en vacío ($P_{perd,TRppal,vacio}$) y en carga ($P_{perd,TRppal,carga}$) del equipo. Las pérdidas en carga se determinan a partir del valor de potencia inyectada en el lado de 220 kV de los transformadores. Considerando que la inyección de potencia es menor al 1% de la potencia nominal del transformador, las pérdidas en carga se consideran nulas.

$$P_{perd,TRppal,carga} = 0.0 \text{ kW}$$

Las pérdidas en vacío de los transformadores principales ($P_{perd,TRppal,vacio}$) se presentan directamente en la Tabla 3.3.

$$P_{perd,TRppal,vacio} = 2 \times 94.57 \text{ kW} = 189.14 \text{ kW}$$

Por tanto, las pérdidas del transformador principal quedan determinadas según la siguiente expresión.

$$P_{perd,TRppal} = P_{perd,TRppal,vacio} + P_{perd,TRppal,carga}$$

$$P_{perd,TRppal} = 189.14 \text{ kW} + 0.0 \text{ kW} = 189.14 \text{ kW}$$

$$P_{perd,TRppal} = 0.1891 \text{ MW}$$

En tanto, el valor de potencia de pérdidas en la red colectora de media tensión se determinan considerando la diferencia de la potencia de pérdidas en la central y la determinada para el transformador principal. Se presenta el cálculo según la siguiente expresión.



$$P_{perd,MT} = P_{perd,central} - P_{perd,TR_{ppal}}$$

$$P_{perd,MT} = 0.3966 \text{ MW} - 0.1891 \text{ MW} = 0.2075 \text{ MW}$$

4.2.4 Mínimo Técnico Neto

El **Mínimo Técnico Neto** del Parque Fotovoltaico CEME1 corresponde a la potencia inyectada en el lado de 220 kV de los transformadores principales del parque (POI). Se obtiene un mínimo de operación estable de 0.0 MW.

$$P_{Neta} = 0.0 \text{ MW}$$

4.2.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados. Se presentan los resultados para las condiciones de ensayo del Parque Fotovoltaico CEME1 considerando operación del inversor CT09-2.

Parque Fotovoltaico	Potencia Mínima Bruta [MW]	Potencia de SSAA [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Mínima Neta [MW]
CEME1	0.6041	0.2075	0.3966	0.0000

Tabla 4.3 – Mínimo Técnico – Parque Fotovoltaico CEME1 – Inversor individual



5 CONCLUSIONES

En el presente informe, se ha determinado el valor de **Mínimo Técnico Bruto y Neto** del Parque Fotovoltaico CEME1. Se ha determinado este valor considerando los escenarios de operación de planta completa y también de inversor individual.

Las Tabla 5.1 y Tabla 5.2 resumen los resultados obtenidos.

Parque Fotovoltaico	Potencia Mínima Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Mínima Neta [MW]
CEME1	4.6686	0.6994	0.5517	3.4175

Tabla 5.1 – Mínimo Técnico – Parque Fotovoltaico CEME1 – Planta completa

Parque Fotovoltaico	Potencia Mínima Bruta [MW]	Potencia de SSAA [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Mínima Neta [MW]
CEME1	0.6041	0.2075	0.3966	0.0000

Tabla 5.2 – Mínimo Técnico – Parque Fotovoltaico CEME1 – Inversor individual

De forma complementaria se presenta el desglose de pérdidas entre el transformador principal del parque y los elementos de la red colectora (transformadores de bloque y circuitos colectores).

Prueba	Pérdidas en transformador principal [MW]	Pérdidas en sistema colector [MW]
Planta completa	0.1904	0.3613
Inversor individual	0.1891	0.2075

Tabla 5.3 – Desglose de pérdidas de planta

La operación con un único inversor se realizó directamente desde SCADA de operación y no requiere maniobras manuales.

De igual forma, se declara que los inversores no poseen una limitación en cuanto al tiempo que puede mantenerse en la condición de mínimo técnico logrado.



6 ANEXOS

6.1 Certificados de calibración de medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN			
 ESTUDIOS ELECTRICOS			
Estudios Eléctricos declara que el instrumento: Fue calibrado siguiendo los lineamientos establecidos en el procedimiento EE-MP-2009-156_05 Control de Equipos habiéndose encontrado conforme y quedando habilitado para su uso.			
Instrumento	Número de Serie:	Última Calibración	
JANITZA UMG512 Pro	4201-5361	11/4/2024	
Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:			
Instrumento Patrón	Número de Serie:	Última calibración	Proxima calibración
VALIJA OKICRON 256-6	HH594R	4/3/2024	4/3/2025

Fecha de evaluación: 11/4/2024
Certificado número: EE-CI-2024-0410

Nombre Inspector: Leiss, Jorge

Firma:



Power System Studies & Power Plant Field
Testing and Electrical Commissioning



6.2 Antecedentes de la red colectora

En la Tabla 6.1 se muestra la longitud y sección de conductor de los tramos que componen la red colectora de media tensión del Parque Fotovoltaico CEME1.

CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	SECCIÓN	LONGITUD TRAMO
C01	CT33	S/E CEME1 33 kV	2x(3x1x500) mm2	1594 m
	CT12	CT33	2x(3x1x240) mm2	857 m
	CT01	CT12	1x(3x1x240) mm2	166 m
CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	SECCIÓN	LONGITUD TRAMO
C02	CT13	S/E CEME1 33 kV	2x(3x1x500) mm2	2170 m
	CT07	CT13	1x(3x1x400) mm2	167 m
	CT02	CT07	1x(3x1x240) mm2	166 m
CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	SECCIÓN	LONGITUD TRAMO
C03	CT28	S/E CEME1 33 kV	2x(3x1x500) mm2	1750 m
	CT23	CT28	1x(3x1x500) mm2	166 m
	CT18	CT23	1x(3x1x240) mm2	166 m
CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	SECCIÓN	LONGITUD TRAMO
C04	CT48	S/E CEME1 33 kV	2x(3x1x400) mm2	559 m
	CT47	CT48	1x(3x1x500) mm2	508 m
	CT38	CT47	1x(3x1x240) mm2	590 m
CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	SECCIÓN	LONGITUD TRAMO
C05	CT14	S/E CEME1 33 kV	2x(3x1x500) mm2	1891 m
	CT08	CT14	1x(3x1x400) mm2	168 m
	CT03	CT08	1x(3x1x240) mm2	166 m
CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	SECCIÓN	LONGITUD TRAMO
C06	CT29	S/E CEME1 33 kV	2x(3x1x500) mm2	1471 m
	CT24	CT29	1x(3x1x500) mm2	166 m
	CT19	CT24	1x(3x1x240) mm2	166 m
CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	SECCIÓN	LONGITUD TRAMO
C07	CT43	S/E CEME1 33 kV	2x(3x1x500) mm2	1037 m
	CT39	CT43	2x(3x1x240) mm2	166 m
	CT34	CT39	1x(3x1x240) mm2	166 m
CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	SECCIÓN	LONGITUD TRAMO



C08	CT15	S/E CEME1 33 kV	2x(3x1x500) mm2	1553 m
	CT09	CT15	1x(3x1x400) mm2	169 m
	CT04	CT09	1x(3x1x240) mm2	166 m
CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	SECCIÓN	LONGITUD TRAMO
C09	CT30	S/E CEME1 33 kV	2x(3x1x500) mm2	1134 m
	CT25	CT30	1x(3x1x500) mm2	167 m
	CT20	CT25	1x(3x1x240) mm2	167 m
CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	SECCIÓN	LONGITUD TRAMO
C10	CT44	S/E CEME1 33 kV	2x(3x1x500) mm2	699 m
	CT40	CT44	2x(3x1x240) mm2	166 m
	CT35	CT40	1x(3x1x240) mm2	166 m
CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	SECCIÓN	LONGITUD TRAMO
C11	CT16	S/E CEME1 33 kV	2x(3x1x500) mm2	1585 m
	CT10	CT16	1x(3x1x400) mm2	168 m
	CT05	CT10	1x(3x1x240) mm2	166 m
CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	SECCIÓN	LONGITUD TRAMO
C12	CT31	S/E CEME1 33 kV	2x(3x1x500) mm2	1167 m
	CT26	CT31	1x(3x1x500) mm2	166 m
	CT21	CT26	1x(3x1x240) mm2	166 m
CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	SECCIÓN	LONGITUD TRAMO
C13	CT45	S/E CEME1 33 kV	2x(3x1x500) mm2	734 m
	CT41	CT45	1x(3x1x400) mm2	168 m
	CT36	CT41	1x(3x1x240) mm2	166 m
CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	SECCIÓN	LONGITUD TRAMO
C14	CT54	S/E CEME1 33 kV	2x(3x1x400) mm2	395 m
	CT52	CT54	1x(3x1x500) mm2	166 m
	CT49	CT52	1x(3x1x240) mm2	166 m
CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	SECCIÓN	LONGITUD TRAMO
C15	CT17	S/E CEME1 33 kV	2x(3x1x500) mm2	1950 m
	CT11	CT17	1x(3x1x400) mm2	168 m
	CT06	CT11	1x(3x1x240) mm2	166 m
CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	SECCIÓN	LONGITUD TRAMO
C16	CT32	S/E CEME1 33 kV	2x(3x1x500) mm2	1531 m



	CT27	CT32	1x(3x1x500) mm2	167 m
	CT22	CT27	1x(3x1x240) mm2	166 m
CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	SECCIÓN	LONGITUD TRAMO
C17	CT46	S/E CEME1 33 kV	2x(3x1x500) mm2	1099 m
	CT42	CT46	1x(3x1x400) mm2	168 m
	CT37	CT42	1x(3x1x240) mm2	166 m
CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	SECCIÓN	LONGITUD TRAMO
C18	CT55	S/E CEME1 33 kV	2x(3x1x400) mm2	760 m
	CT53	CT55	1x(3x1x500) mm2	166 m
	CT50	CT53	1x(3x1x240) mm2	166 m
CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	SECCIÓN	LONGITUD TRAMO
C19	CT57	S/E CEME1 33 kV	2x(3x1x400) mm2	527 m
	CT59	CT57	1x(3x1x500) mm2	571 m
	CT58	CT59	1x(3x1x240) mm2	166 m
CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	SECCIÓN	LONGITUD TRAMO
C20	CT60	S/E CEME1 33 kV	2x(3x1x400) mm2	1321 m
	CT56	CT60	1x(3x1x400) mm2	170 m
	CT51	CT56	1x(3x1x240) mm2	309 m

Tabla 6.1 – Descripción de red colectora



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.